

# PEMANFAATAN POTENSI TENAGA AIR DI SALURAN IRIGASI BANJARCAHYANA, KABUPATEN BANJARNEGARA, PROPINSI JAWA TENGAH SEBAGAI USAHA PENGURANGAN EMISI GAS RUMAH KACA

**Irhan Febijanto**

Peneliti di Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi, Badan  
Pengkajian dan Penerapan Teknologi

## **Abstract**

*This study was conducted by collaboration between BPPT, Chugoku Electric Power, and PT Indonesia Power and funded by GEC (Japan-Geo Environment Center). The study was started on August 2005, and finished on September 2006. The purpose of the study was to explore the unutilized potentials micro hydro power plants (MHPP) in Banjarcayana irrigation channel. These sites are located at south eastern of Banjarnegara city. Development of these MHPP will be planned put into Clean Development Mechanism (CDM), therefore operation of these power generation would be calculated to reduce global warming effects. According to the study result, it was found eight locations having potential to build as MHPP. The development of the project economically feasible estimated could reduce 17,252 t-CO<sub>2</sub> of Green House Gas Effect annually. This study also provides new emission coefficient factor for electricity grid system of Jawa Bali Madura (JAMALI).*

**Keywords :** *irrigation channel, hydro power generation, Clean Development Mechanism, Green Houses Gasses, emission reduction*

## **1. PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Potensi mikrohidro di Indonesia diprediksi ada sekitar 7.500 MW, akan tetapi yang dimanfaatkan untuk pembangkit listrik baru sekitar 10% dari total potensi atau 750 MW<sup>1)</sup>. Kebutuhan listrik di negara Indonesia yang mempunyai area luas dan mempunyai lokasi desa-desa yang tersebar, sampai saat ini belum terpenuhi semua. Rasio elektrifikasi relatif sangat rendah, untuk pulau Jawa pun yang hampir seluruh pulaunya mempunyai infrastruktur memadai, rasio elektrifikasi masih belum mencapai 90%.

Saluran irigasi yang terdapat di daerah pertanian-pertanian di pedesaan mempunyai potensi untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik. Aliran air di saluran irigasi mempunyai kestabilan aliran debit lebih stabil dibandingkan dengan aliran debit air di sungai. Debit air di aliran irigasi relatif tidak terpengaruh oleh perubahan musim atau cuaca. Kondisi ini sangat menguntungkan untuk pemanfaatan pembangkit listrik yang menuntut kesinambungan suplai air yang tinggi.

Pemanfaatan energi potensial air yang dihasilkan dari perbedaan ketinggian pada saluran irigasi dapat dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik tenaga air di daerah pedesaan, terutama daerah-daerah pedesaan yang belum teraliri oleh suplai listrik dari PLN (Perusahaan Listrik Negara). Akan tetapi seperti diketahui, potensi saluran irigasi untuk pemanfaatan energi listrik diketahui belum banyak dilakukan di Indonesia.

## 1.2 Tujuan

Penelitian ini dimaksudkan menggali potensi energi tenaga air di saluran irigasi yang banyak ditemui di areal pedesaan-pedesaan di Indonesia untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik. Pemanfaatan sumber daya energi air ini dapat mengurangi emisi karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ) yang mempunyai dampak terhadap pemanasan dunia.

Studi dari penelitian ini juga menghasilkan perhitungan koefisien faktor emisi untuk sistem kelistrikan JAMALI dengan menggunakan data terbaru. Nilai koefisien faktor emisi tersebut memperbaiki koefisien faktor emisi yang telah dikeluarkan oleh DJLPE (Direktorat Jenderal Listrik dan Pengembangan Energi) pada tahun 2006<sup>2)</sup>.

## 2. METODOLOGI

Studi ini dilakukan bekerjasama dengan Chugoku Electric Power Company (EPCO), yang mendapat dana dari Global Environmental Centre (GEC), badan bentukan Kementerian Lingkungan Hidup Jepang, yang bergerak di studi masalah lingkungan.

Pelaksanaan studi ini didasarkan atas landasan nota kesepakatan bersama antara BPPT dan Chugoku EPCO dan PT Indonesia Power dalam rangka pelaksanaan studi untuk pengembangan Mekanisme Pembangunan Bersih atau Clean Development Mechanism (CDM)<sup>3)</sup>.

Fungsi dari masing – masing pihak adalah sebagai berikut, PT Indonesia Power

(IP) dalam hal ini berminat menjadi investor dan owner dari proyek ini, sedangkan Chugoku EPCO berminat untuk membeli CER (*Certified Emission Reduction*) yang dihasilkan dari proyek ini, Sedangkan BPPT dalam hal ini pelaksana studi dan analisis perhitungan pengurangan emisi Gas Rumah Kaca (GRK).

Garis besar studi yang dilakukan adalah sebagai berikut:

- a. Identifikasi potensi energi air di sepanjang saluran irigasi Banjarcayana
- b. Kelayakan teknis
- c. Kelayakan ekonomi.

## 2.1 Tempat dan Waktu Survei

Penelitian potensi saluran irigasi untuk pembangkit listrik ini dilakukan di saluran irigasi Banjarcayana, Kabupaten Banjarnegara, Propinsi Jawa Tengah. Pemilihan lokasi ditentukan berdasarkan kondisi topografi daerah yang mempunyai banyak beda ketinggian.

Saluran irigasi Banjarcayana merupakan saluran limbah dari PLTA (Pembangkit Listrik Tenaga Air) Jenderal Sudirman atau PLTA Mrica dengan jumlah 3 unit, dengan masing-masing kapasitas 60,3 MW. Saluran irigasi ini mengairi daerah irigasi seluas 5.100 ha, dimana 1.305 ha merupakan wilayah Kabupaten Banjarnegara. Saluran ini dibangun pada tahun 1912 oleh pemerintah kolonial Belanda. Sehingga usia saluran irigasi diperkirakan sudah mencapai lebih dari 50 tahun<sup>4)</sup>.

Hulu dari saluran irigasi ini adalah PLTA (Pembangkit Listrik Tenaga Air) Jenderal Sudirman atau PLTA Mrica dengan kapasitas 3 unit, 60,3 MW. Air yang dialirkan ke saluran irigasi Banjarcayana adalah air limbah dari dam PLTA, sehingga debit air tidak terpengaruh oleh operasional PLTA. Mrica

Survey lokasi dan pengumpulan data dilakukan dari bulan Agustus 2005 sampai September 2006, selama 1 tahun.

Kegiatan ini mendapat dukungan juga dari PT IP, sebagai anak perusahaan PT PLN Persero, selaku perusahaan pembangkit listrik yang mempunyai wilayah kerja di sekitar daerah ini.

## 2.2 Pemilihan dan Pengukuran Potensi

Pelaksanaan pengukuran potensi pembangkit listrik dilakukan dengan cara penelusuran saluran irigasi Banjarcayana, dari hulu saluran irigasi, yaitu mulai dari PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro) Tapen sampai ke arah hilir sejauh sekitar 15 km. Di daerah hilir ini, topografi relatif datar, sehingga dapat dianggap potensi energi air yang dihasilkan dari perbedaan ketinggian menjadi sedikit. Maka daerah ini dianggap menjadi batas bawah areal penelusuran saluran irigasi.

Dari masing-masing lokasi yang mempunyai potensi, kemudian dilakukan pengukuran debit air. Dimana pada pengukuran debit air di tiap titik lokasi, dilakukan pengukuran pendukung lainnya, yaitu :

- Pengukuran penampang saluran irigasi.
- Pengukuran kecepatan air
- Pengamatan ketinggian permukaan air.

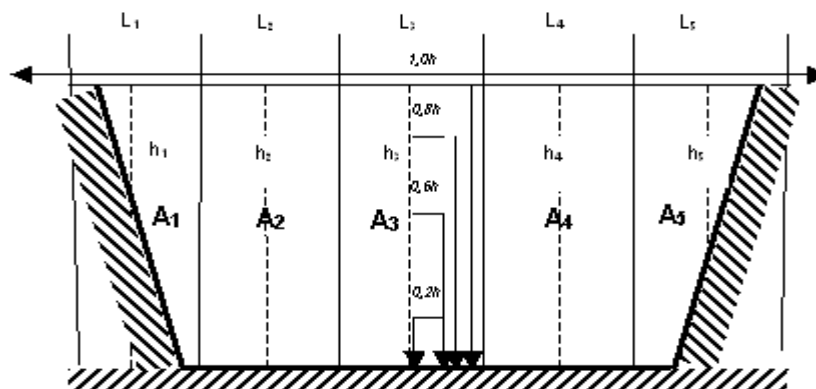
## 2.3 Pengukuran Penampang Saluran Irigasi

Pengukuran penampang saluran irigasi dilakukan saat dilakukan perbaikan saluran, yaitu pada minggu pertama bulan September 2005. Karena pada saat itu tidak ada air yang mengalir pada saluran, sehingga pengukuran penampang saluran irigasi dapat dilakukan secara akurat.

Hasil dari pengukuran saluran penampang di tiap-tiap lokasi yang memiliki potensi akan digunakan untuk mengkonfirmasi hasil pengukuran penampang saluran saat dilakukan pengukuran debit air.

Pada pengukuran debit air dilakukan juga pengukuran penampang air. Tetapi pada saat itu, kondisi saluran irigasi dalam keadaan terisi air penuh, sehingga tingkat akurasi pengukuran penampang saluran saat itu akan mengalami penurunan.

Bentuk penampang saluran di tiap lokasi pada umumnya sama dan simetris, seperti ditunjukkan pada Gambar 1



Gambar 1 Pembagian Bidang Penampang Saluran Irigasi

## 2.4 Pengukuran Debit Air

Pengukuran debit air di tiap lokasi dilakukan sebanyak 3 kali dengan waktu yang berbeda, yaitu pada bulan Juli, Agustus

dan bulan September. Perbedaan bulan dipilih dengan mempertimbangkan efek dari perbedaan musim kemarau dan musim hujan. Nilai rata-rata dari hasil pengukuran

digunakan untuk perhitungan debit air. Pengukuran debit dilakukan dengan *flowmeter* tipe *propeler*, OSS-B1, Fan no:4, diameter, 80mm. Bentuk *flowmeter* ditunjukkan di Gambar 2.



Gambar 2. *Flowmeter Tipe Propeler*

Perhitungan debit air dilakukan dengan membagi penampang saluran irigasi menjadi beberapa bagian (mesh), seperti ditunjukkan di Gambar 1. Pada studi ini, karena bentuk penampang irigasi relatif sama dan simetris, maka penampang saluran irigasi dibagi menjadi 5 bagian. Panjang tiap bagian adalah  $L_1, L_2, L_3, L_4$  dan  $L_5$ , dan kedalaman dari titik tengah masing-masing panjang adalah  $h_1, h_2, h_3, h_4$  dan  $h_5$ . Cara pengukuran debit ini mengikuti standar pengukuran dari Association of Civil Engineering for Electric Power Japan<sup>5)</sup>.

Pengukuran kecepatan air dengan turbin type flowmeter,  $v$  dilakukan sebanyak 4 kali di setiap kedalaman yang berbeda, yaitu 0,2h, 0,6h dan 0,8h. Pengukuran pada 0,6h dilakukan dua kali pengukuran, lainnya masing-masing satu kali pengukuran. Luas tiap penampang  $A_1, A_2, A_3, A_4$  dan  $A_5$  diukur berdasarkan luas di lapangan.

Rumus perhitungan untuk debit air rata-rata dituliskan di persamaan (1).

$$\bar{v} = \frac{(v_{0.2} + 2 \times v_{0.6} + v_{0.8})}{4} \text{ (m/det)} \dots (1)$$

dimana,

- $v_{0.2}$  : Kecepatan air di 0,2 x h (m/det)
- $v_{0.6}$  : Kecepatan air di 0,4 x h (m/det)
- $v_{0.8}$  : Kecepatan air di 0,8 x h (m/det)
- $h$  : Kedalaman (m)

$$\underline{Q} = \sum_{i=1}^5 v_i \times A_i \text{ (m}^3/\text{det)} \dots (2)$$

dimana,

- $Q$  : Debit rata rata (m<sup>3</sup>/det)
- $A$  : Penampang saluran air (m<sup>2</sup>)

Dari hasil pengukuran kecepatan air  $v_i$  di dikalikan dengan penampang,  $A_i$ , maka akan didapat debit air,  $Q_i$  di tiap penampang  $A_i$ . Kemudian debit  $Q_i$  dari tiap penampang  $A_i$  dijumlahkan, maka akan didapat jumlah debit yang mengalir di penampang saluran irigasi tersebut.

## 2.5 Pemasangan *Pealscale*

Di setiap titik pengukuran *flowrate* dilakukan pemasangan *peal scale* di dinding irigasi. Fungsi dari *peal scale* ini adalah untuk mengukur ketinggian permukaan air.

Pemasangan dilakukan pada saat air kering, yaitu pada minggu pertama bulan September 2005. Pengukuran ketinggian air dilakukan setiap hari selama satu tahun, dari September 2005 sampai September 2006.

Pemasangan dan bentuk *peal scale* ditunjukkan di Gambar 3. *Peal scale* pada studi ini terbuat dari plat logam. Pengamatan ketinggian permukaan air ini dilakukan atas bantuan petugas pengawas air yang berasal dari BPSDA (Badan Pengelolaan Sumber Daya Air) Purwokerto.



Gambar 3. Pemasangan *pealscale* di tiap titik pengukuran debit air terdekat.

## 2.6 Perhitungan Potensi Pengurangan GRK

Perhitungan pengurangan emisi rumah kaca dilakukan sesuai dengan metodologi yang telah ditetapkan oleh UNFCCC (United Frameworks for Convention Climate Changes), yaitu AMS-I.D (Approved Methodology) untuk tipe: renewable energy dengan kategori I.D (version 11): "grid connected renewable electricity generation".

Berdasarkan metodologi di atas, listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik dikonversikan ke dalam jumlah emisi karbon yang dapat direduksi, melalui perhitungan dalam metodologi tersebut.

Pada perhitungan di studi ini, hasil perhitungan koefisien faktor emisi sistem JAMALI (Jawa Madura Bali), merupakan hasil perbaikan dari hasil perhitungan Chevron-Texaco Co. dalam proyek CDM untuk PLTP (Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi) Darajad 3. Dimana hasil perhitungan dari Chevron-Texaco ini, telah disahkan oleh DJLPE sebagai angka nasional untuk faktor koefisien emisi untuk JAMALI. Namun karena angka tersebut memakai data lama, yaitu data-data pembangkit sampai tahun 2004<sup>2)</sup>, yang tidak sesuai dengan studi ini, maka dilakukan perhitungan dengan data terbaru sampai tahun 2006.

Perhitungan koefisien faktor emisi dalam hal ini disebut Combined Margin CO<sub>2</sub> emissions, ditentukan dengan perhitungan di bawah ini.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \dots (1)$$

dimana:

$EF_{grid,CM,y}$	=	Combined margin CO <sub>2</sub> emissions factor dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	=	Build margin CO <sub>2</sub> emission factor dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	=	Operating margin CO <sub>2</sub> emission factor dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$W_{OM}$	=	Besaran dari operation margin emissions factor (%)
$W_{BM}$	=	Besaran dari build margin emissions factor (%)

Dimana Build Margin dan Operating Margin CO<sub>2</sub> Emission Factor ditentukan oleh persamaan (2) dan (3), yang tertulis di bawah ini.

$$EF_{grid,OM,average,y} = \frac{\sum F_{i,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{EG_y} \dots (2)$$

dimana:

$EF_{grid,OM,average,y}$	=	Average operating margin CO <sub>2</sub> emission factor dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$F_{i,y}$	=	Jumlah bahan bakar fosil tipe i yang dikonsumsi oleh sebuah system proyek pembangkit listrik dalam tahun y
$NCV_{i,y}$	=	Net calorific value bahan bakar fosil tipe i dalam tahun y (GJ / mass or volume unit)
$EF_{CO2,i,y}$	=	Faktor emisi CO <sub>2</sub> dari bahan bakar fosil tipe i dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /GJ)
$EG_y$	=	Net listrik yang dibangkitkan dan disalurkan ke system grid yang disuplai oleh seluruh pembangkit listrik, termasuk low-cost / must-run power plants / units, dalam tahun y (MWh)
$i$	=	Seluruh tipe bahan bakar fosil yang dibakar di seluruh pembangkit listrik di sistem yang tersambung dengan pembangkit listrik di proyek ini dalam tahun y
$y$	=	Tahun yang menunjukkan waktu data terbaru saat itu yang memungkinkan untuk diserahkan ke validator untuk memenuhi prosedur CDM.

NCV (Net Caloric Value) yang dipakai dalam studi ini ditunjukkan di tabel 3.

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}} \dots (3)$$

dimana :

$EF_{grid,BM,y}$	=	Build margin CO <sub>2</sub> emission factor dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$EG_{m,y}$	=	Umlah net listrik yang dibangkitkan dan disuplai ke grid dari unit pembangkit listrik m dalam tahun y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	=	Faktor emisi CO <sub>2</sub> untuk unit pembangkit listrik m dalam tahun y (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$m$	=	Unit-unit pembangkit listrik yang termasuk dalam perhitungan build margin.
$y$	=	Tahun-tahun terbaru yang berurutan untuk data pembangkit listrik.

Dari hasil persamaan (2) dan (3) didapat dua faktor emisi, yang kemudian kedua nilai faktor tersebut digabungkan sesuai dengan persamaan (1), sehingga didapat Combined margin CO<sub>2</sub> emissions factor.

Nilai dari faktor emisi combined margin CO<sub>2</sub> ini dikalikan dengan jumlah listrik yang dihasilkan dalam aktivitas proyek ini, maka akan didapatkan jumlah GRK (Gas Rumah Kaca) yang dapat direduksi dalam tahun itu. Persamaan (4), menunjukkan cara perhitungannya.

$$\begin{aligned}
 BE_y &= \text{Baseline emissions dalam tahun } y \text{ (tCO}_2\text{/yr)} \\
 EG_y &= \text{Listrik yang dihasilkan dan disuplai ke system grid dalam aktivitas proyek ini (MWh)} \\
 EF_{grid,CM,y} &= \text{Combined margin CO}_2 \text{ emission factor untuk system grid yang tersambungkan dengan pembangkit listrik dalam tahun } y
 \end{aligned}$$

Perhitungan untuk faktor emisi ini menggunakan metodologi perhitungan versi terakhir<sup>5)</sup>. Pengumpulan data dilakukan dengan mengumpulkan data dari tahun 2002, 2003, 2004, 2005 dan 2006, dari sumber – sumber data yang resmi dan telah diterbitkan untuk publikasi.

## 2.7 Kajian Ekonomi

Parameter kajian ekonomi adalah IRR (*Interest of Return Rate*). Sebagai proyek CDM (*Clean Development Mechanism*), proyek ini juga mempunyai potensi

penambahan pendapatan dari hasil penjualan CER (*Certified Emission Reduction*).

Pertimbangan terhadap PT IP sebagai investor dari proyek ini menjadi inti dari penilaian kelayakan, untuk itu dipakai acuan internal PT IP dalam menentukan besaran IRR untuk kelayakan proyek.

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

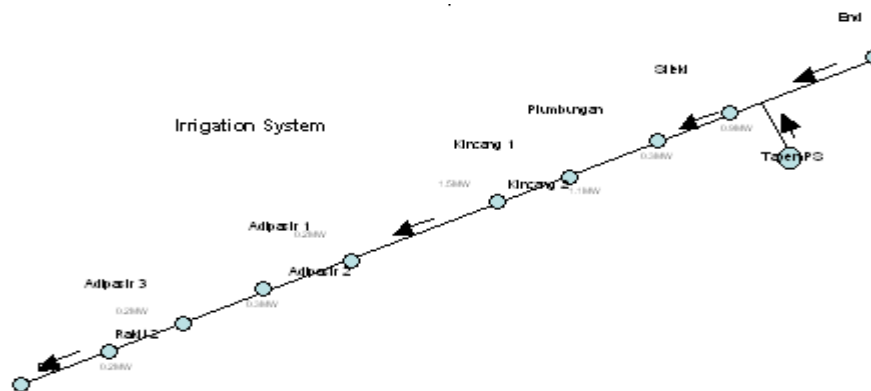
### 3.1 Hasil Penelusuran Saluran Irigasi

Dari hasil penelusuran sepanjang saluran irigasi dari hulu ke hilir sejauh 15 km, diketahui secara umum bahwa kondisi saluran irigasi masih layak untuk dipakai, akan tetapi di beberapa tempat terdapat saluran-saluran yang dibuat tanpa ijin, sehingga mengurangi debit air di bagian hilir saluran irigasi tersebut.

Dari hasil penelusuran ditemukan potensi di 8 lokasi yang terletak di desa yang berbeda, dan diberi nama sesuai dengan nama desa terdekat. Posisi masing masing potensi ditunjukkan pada Gambar 4.

Tipikal dari bentuk terjunan di saluran irigasi Banjarcahyana yang berpotensi untuk pemanfaatan energi air, ditunjukkan di Gambar 5 dan Gambar 6.

Dari hasil pengukuran kedalaman air dengan *peal scale* selama satu tahun dengan pengukuran tiap hari, dapat diketahui bahwa fluktuasi permukaan air di saluran irigasi, relatif hampir tidak ada.



Gambar 4. Lokasi-lokasi potensi PLTMH



Dari hasil pengukuran di ke delapan lokasi tersebut didapatkan potensi PLTMH dengan spesifikasi seperti ditunjukkan di tabel 1.



Gambar 5. Terjunan kecil



Gambar 6. Terjunan besar

Tabel 1 Hasil Perhitungan di tiap Lokasi

	Nama	P (kW)	Q (m <sup>3</sup> /det)	He (m)
Lokasi 1	Siteki	1.200	9	16,65
Lokasi 2	Plumbungan	1.600	9,6	19,93
Lokasi 3	Kincang 1	205	5,9	4,83
Lokasi 4	Kincang 2	229	6,1	5,19
Lokasi 5	Adipasir 1	234	6,2	5,27
Lokasi 6	Adipasir 2	176	5,6	4,39
Lokasi 7	Adipasir 3	261	6,2	5,77
Lokasi 8	Rakit 2	250	6,2	5,57

Dari Tabel 1, dapat diketahui bahwa semakin ke hilir debit air saluran irigasi semakin berkurang dan potensi PLTMH pun semakin menipis. Pengurangan debit air ini diakibatkan karena adanya penyaluran air ke area irigasi. Sehingga semakin ke hilir, debit air semakin berkurang.

### 3.2 Pengurangan Emisi GRK

Berdasarkan surat keterangan dari *Designated National Authority* (DNA) negara Indonesia, No: B-5915/Dep.III/LH/09/06, telah ditetapkan bahwa *Coefficient Emission Factor* (CEF) untuk grid JAMALI (Jawa Madura Bali) adalah 0,754 t-CO<sub>2</sub>/MWh<sup>6)</sup>. Akan tetapi karena data yang dipakai adalah tahun 2004, sedangkan proyek ini akan dibangun tahun 2006, maka data angka koefisien tersebut tidak relevan lagi.

Dari pengumpulan data pada studi ini, yaitu data konsumsi bahan bakar dan produksi listrik di seluruh pembangkit di sistem JAMALI tabel 4 dan Tabel 5), dan dengan menggunakan persamaan-persamaan (1), (2) dan (3) didapat nilai-nilai yang ditunjukkan di tabel 2.

Tabel 2 Faktor Koefisien Emisi

Parameter	t-CO <sub>2</sub> /MWh
<i>Build Margin</i>	0.938
<i>Operaring Margin</i>	0.844
<i>Combined Margin</i>	0.891

Dibandingkan hasil perhitungan sebelumnya, dengan data akhir tahun 2004 yang dikeluarkan oleh DJLPE, telah terjadi peningkatan sekitar 18.2%. Peningkatan koefisien faktor emisi di sistem JAMALI ini dikarenakan adanya pembangunan PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) atau PLTG (Pembangkit Listrik Tenaga Gas) berskala besar di sistem JAMALI dalam rangka percepatan pembangunan pembangkit dengan skala 10.000 MW.

Perhitungan pengurangan emisi GRK dari PLTMH Siteki dan Plumbungan ditunjukkan di Tabel 3.

Tabel 3 Jumlah emisi GRK

Parameter	Siteki	Plumbungan
Daya (MW)	1,2	1,6
CF (Capacity Factor)	0,75	0,80
Produksi Listrik (MWh)	7.701	11.661
CEF (t-CO <sub>2</sub> /MWh)	0,891	
Emisi GRK/ (t-CO <sub>2</sub> ) thn	17.252	

Dari tabel ditunjukkan bahwa kedua pembangunan PLTMH ini dapat mengurangi emisi GRK (Gas Rumah Kaca) sebesar 17.252 t-CO<sub>2</sub>/tahun.

Perhitungan potensi pengurangan emisi di potensi lain tidak dihitung karena pertimbangan kelayakan keekonomian seperti dipaparkan pada bab selanjutnya.

### 3.3 Keekonomian

Pada kajian ekonomi pada studi ini hanya dibatasi untuk potensi kapasitas PLTMH yang besar, yaitu PLTMH Siteki dan Plumbungan. Potensi di lokasi lain, karena kapasitasnya kecil, PT IP sebagai pihak yang akan melakukan investasi menyatakan ketidaktertarikannya. Sehingga kajian keekonomian hanya dibatasi pada dua potensi PLTMH tersebut.

Hasil perhitungan IRR untuk kedua PLTMH tersebut masih dibawah 15%, yaitu angka standar dari PT IP untuk menyetujui sebuah proyek<sup>7)</sup>. Dari hasil perhitungan IRR dengan menyertakan pendapatan dari CER sebagai proyek CDM, terjadi kenaikan IRR tiap 8.6% sampai 8.8%. Dengan kenaikan IRR sebesar itu, dari segi kelayakan keekonomian, kedua proyek tersebut dapat diterima oleh PT IP. Usia pakai proyek ini dihitung untuk kurun waktu selama 25 tahun.

Dalam proyek CDM, kenaikan IRR ini merupakan salah satu faktor *additionality* yang perlu dipertimbangkan dalam sebuah proyek CDM

Tabel 4 IRR Proyek

	Tanpa CDM	Dengan CDM
Siteki	14.64%	15.93%
Plumbungan	14.23%	15.45%

### 3.4 Kendala Pembangunan

Potensi PLTMH selain Siteki dan Plumbungan tidak diminati oleh PT IP, karena alasan keekonomian.

Selain adanya kendala keekonomian, ada faktor kendala dalam prosedur pengurusan pendirian pembangkit listrik. Dalam hal ini, dimana usaha berupa tenaga dan waktu yang dikeluarkan dalam pengurusan pembangkit listrik berskala kecil, pada akhirnya pengurusannya kurang lebih sama dengan pembangkit berskala besar.

Kendala lain<sup>8)</sup> yang diketahui dalam studi ini adalah sebagai berikut,

- Pembangkit dibawah 1 MW akan mengikuti aturan Pembangkit Listrik Skala Kecil Tersebar, yang menyatakan bahwa PT PLN harus membeli seharga 60% dari Biaya Pokok Pembangunan (BPP) di wilayah tersebut untuk sambungan ke jaringan rendah seharga 80% dari BPP untuk sambungan ke jaringan menengah<sup>9)</sup>. Akan tetapi BPP tidak jelas diumumkan oleh PLN ke pihak investor sehingga menyulitkan dalam proses negosiasi di pihak investor.
- Pembangkit dengan kapasitas di atas 1 MW dan di bawah 10 MW, harga jual listrik ke PLN sama dengan point a), hanya lama kontrak sudah diatur pada Keputusan Menteri<sup>10)</sup>, dimana hal ini membuat para investor berada dalam posisi kalah *bargaining*. Karena pada tahun ke 4 harga penjualan listrik diharuskan untuk dinegosiasi ulang.
- Pembangkit di atas 10 MW dilakukan negosiasi dengan PLN dengan dasar harga pembangkitan di wilayah



tersebut. Negosiasi pada skala di atas 10 MW, lebih transparan dibandingkan pada point a dan b.

Kendala-kendala di atas merupakan kendala yang memberikan dampak besar pada pengembangan pembangkit listrik energi terbarukan skala kecil-menengah di Indonesia.

#### 4. KESIMPULAN

Pemanfaatan sumber tenaga air sebagai salah satu sumber energi terbarukan belum banyak dimanfaatkan di Indonesia. Kurangnya insentif dari pemerintah pada sektor pembangunan energi terbarukan dapat diusahakan dengan mengikutsertakan proyek energi terbarukan ke dalam skema *Clean Development Mechanism*, yang dapat meningkatkan kelayakan keekonomian dari proyek tersebut.

Diperlukan revisi terhadap aturan-aturan dari pemerintah yang belum jelas yang akan menghambat proses pembangunan sumber energi terbarukan harus segera dibenahi, untuk mendukung percepatan pembangunan sumber daya energi terbarukan, sebagai pengganti sumber energi fosil.

#### DAFTAR PUSTAKA

1. jibis pnri.go.id/aktivitas/berita/thn/2007/ bln/6/tgl/12/1035
2. Indonesian DNA official letter concerning baseline emission factor for CDM projects connected to JAMALI grid, September 12, 2006, No: B-5915/Dep.III/LH/09/06
3. Memorandum of Understanding among PT Indonesia Power and The Chugoku Electric Power Co. Inc. Japan and Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT) the Republic of Indonesia concerning Feasibility Study of the Development of Ketenger#4 and Cileunca Small Scale Hydro Electric Power Plant (SSHEPP) No: 198A.PJ/060/IP/2005.
4. Kabupaten Banjarnegara dalam angka, 2005.
5. Association of Civil Engineering for Electric Power Japan," Manual for Measurement of Flow Rate of Hydropower Electric Generation", 2001.
6. Tool to calculate the emission factor for an electricity system" (version 01, 19 October 2007, EB35, Annex 12).
7. PT PLN Pembangkit Tenaga Listrik Jawa Bali, Edaran Direksi, no.004.E/012/PJB/199, tentang "Kriteria Kelayakan Pengembangan Usaha/Proyek Ditinjau dari Aspek Keuangan".
8. Laporan kerja tim CDM-P3TPSE-BPPT, "Study on the development of Micro Hydro Power Plant in Banjarcayana irrigation channel, Banjarnegara, Indonesia", December 2005
9. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, 1122 K/30/MEM/2002, tentang Pedoman Pengusahaan Pembangkit Tenaga Listrik Skala Kecil Tersebar.
10. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral no 2 tahun 2006, tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah.
11. Bahan Bakar Minyak, Elpiji dan BBG untuk kendaraan, rumah tangga, industri dan perkapalan", published by PERTAMINA 2003
12. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Chapter 1: Introduction, Table 1-3, p.21.
13. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
14. Statistics Report of PT IP in 2002,2003, 2004, 2005, 2006,
15. Statistic Report of PT PLN in 2002, 2003, 2004, 2005, 2006.
16. Statistic Report of PT Pembangkitan Jawa Bali (PJB) 2002-2006.

Tabel 3 : Fuel Fuel Specifications <sup>11, 12, 13)</sup>

Fuel Type	(A)			(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
	Calorific value per mass			Default Carbon Content	Default Carbon Oxidation factor	Carbon (A)x(B)x(C)	CO <sub>2</sub> emissions (D) x 44/12	Density	CO <sub>2</sub> emissions (E) x (F)
	TJ/Mt fuel			(tC/TJ)	-	tC/Mt fuel	tCO <sub>2</sub> /Mt fuel	ktkl	tCO <sub>2</sub> /kl fuel
Data source	PERTAMINA	MEM	IPCC	IPCC	IPCC	-	-	-	
MFO	41.02			21.1	1	865.50	3,173.51	0.00099	3.142
HSD	42.73			20.2	1	863.12	3,164.77	0.000845	2.674
Coal		24.03		26.20	1	629.61	2,308.56		
Natural Gas			48.00	15.30	1	734.40	2,692.80		

**Note:** HSD : High Diesel Speed. MFO : Marine Fuel Oil, IPCC : Intergovernmental Panel on Climate change : PERTAMINA Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara/State -Owned Oil Company of Indonesia ; MEM; Ministerial Energy and Mineral Resources, kt fuel ; kilo tonne fuel; tC; tonne Carbon, TJ: Terra Joule, fuel : kilo litre fuel

Tabel 4: Konsumsi Bahan Bakar pada Sistem JAMALI tahun 2002-2006 <sup>14, 15, 16)</sup>

Fuel type	unit	year				
		2002	2003	2004	2005	2006
HSD	kl liter	2,055,555	2,331,137	3,428,468	4,406,883	3,621,121
MFO	kl liter	1,957,435	2,093,265	2,234,921	1,944,142	2,054,365
IDO	kl liter	4,028	3,989	3,502	4,074	2,343
Gas	MMBTU	163,791,665	160,043,626	144,674,783	140,497,518	144,244,206
Coal	ton	10,422,550	11,437,149	10,541,170	12,015,845	13,753,277

Tabel 5 : Pembangkit Listrik di Sistem JAMALI <sup>14, 15, 16)</sup>

Source of Power Plant		Operation Year				
		2002	2003	2004	2005	2006
	fuel	GWh				
Hydro		6,910	5,346	6,042	7,057	5,339
Diesel	Oil	87	60	66	128	101
Gas Turbine	Gas	62	508	709	642	505
	Oil	7,023	7,209	6,879	7,522	6,054
Geothermal Steam		5,981	6,099	6,393	6,328	6,330
	Coal	37,915	42,308	43,980	46,202	52,838
	Oil	6,645	7,226	7,292	6,668	7,162
	Gas	1,324	1,177	1,030	646	669
	Oil	6,660	7,233	7,299	6,673	7,171
Combined Cycle	Gas	19,016	18,098	17,486	16,559	16,224
	Oil	3,976	3,860	5,237	7,943	7,473
TOTAL NET PRODUCTION		95,599	99,124	102,413	106,367	109,867